**INFORME CNO 619**

Fecha: noviembre 5 de 2020.

**Aspectos Administrativos:**

1. El 30 y 31 de octubre, y 1 y 2 de noviembre de 2020, se publicó en El Tiempo un aviso convocando a las empresas interesadas en postularse como miembros por elección del CNO, a consultar los términos correspondientes a través de su página WEB. A partir del 30 de octubre de 2020 y hasta el 20 de noviembre del mismo año, se publicaron en la página WEB del CNO los términos para que se postulen las empresas de generación, transmisión y distribución interesadas en ser miembros por elección del CNO para el año 2021.

El cronograma de selección miembros por elección CNO es el siguiente:

|  |  |
| --- | --- |
| Recepción de postulaciones. | 20 de noviembre de 2020. |
| Comunicación a los agentes informando las empresas postuladas por grupo e instrucciones de acceso a la página web. | 27 de noviembre de 2020. |
| Votos por actividad a través de la página. | 3 y 4 de diciembre de 2020. |
| Publicación de los resultados de la votación. | 7 de diciembre de 2020. |

1. El Comité Legal del Consejo se reunió para revisar el artículo 7 de la Resolución CREG 170. Al respecto, se estableció que las Leyes 142 y 143 de 1994 definieron con claridad la competencia del Consejo para la aprobación y expedición de los Acuerdos, en cumplimiento de las funciones asignadas. Para su expedición se requiere de manera exclusiva de la aprobación de los integrantes del CNO, quienes asumen la responsabilidad por su contenido. Por lo anterior, y de acuerdo con los artículos 6 y 121 de la Constitución Política, se solicitó a la Comisión la eliminación del artículo 7. El Consejo entiende la relevancia de las tareas asignadas por la Comisión en la resolución 170, y por esto, enviará los Acuerdos a la Comisión para sus comentarios, de manera previa a su aprobación por parte del Consejo, y hará un proceso de socialización con el público en general, como lo ha hecho en anteriores ocasiones.

**Aspectos Técnicos:**

1. Se enviaron a la CREG los siguientes documentos, como parte de las observaciones técnicas del Consejo a la Resolución CREG 170 del 2020 en consulta:
* Requisitos de conexión propuestos para las plantas eólicas y solares fotovoltaicas en los SDL.
* Afectación en la calidad de la potencia por la conexión de energía solar fotovoltaica y eólica (basada en inversores) en las redes de distribución.
* Arquitectura de Supervisión y Ciberseguridad DER en los SDL (plantas fotovoltaicas y eólicas).
* Revisión esquemas de protección recomendados en el Acuerdo 1322 considerando la curva FRT propuesta para generadores en el Sistema de Distribución Local-SDL.

Adicionalmente, se enviaron comentarios de detalle al proyecto normativo, recalcando la importancia de establecer requisitos de conexión y operación a las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas en el SDL y con capacidad menor a 5 MW. También se recomendó definir claramente la jerarquía de control para la operación de los recursos de generación conectados en los sistemas de distribución, sobre todo cuando estos opten por el despacho central, y se presenten diferencias entre los objetivos operativos del CND y CLD. Estos comentarios y los documentos referenciados anteriormente pueden ser consultados en la página web del Consejo.

1. El Subcomité de Recursos Energéticos Renovables-SURER con el CND terminó la segunda fase del documento base para la formulación del Reglamento de Medición de Variables Hidrológicas, que abarca el análisis de las alternativas para solucionar los problemas identificados en la primera parte del documento entregado a la CREG. La Universidad de los Andes desarrolló el referenciamiento aplicable para la medición de las variables hidrológicas, y contrastó el mismo con el documento de buenas prácticas desarrollado por el SURER. Como está previsto en la agenda de la reunión de hoy, el SURER y la Universidad de los Andes harán una presentación de los documentos.
2. Teniendo en cuenta las tareas acordadas en la reunión 603 del Consejo, sobre el Plan de Acción para evitar eventos como el del 24 de junio en el área Caribe, en las reuniones ordinarias del mes de octubre del Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica-SAPE y del Comité de Operación, se analizó el listado de subestaciones presentado por el CND en la pasada reunión 612 del CNO. Al respecto, se mantuvo dicho ordenamiento, y se estableció el motivo por el cual en ejercicios previos del CND y la UPME, la clasificación fue diferente. Básicamente el criterio de ranqueo en ese momento fue el máximo flujo que puede distribuir una subestación, mientras que para el ejercicio más reciente se consideró la Potencia No Atendida-PNA producto de la falla de la subestación. Finalmente, se recomendó al CND replicar el ejercicio para diferentes horizontes, ello para determinar cómo se incrementa o disminuye la criticidad de una subestación con la entrada en servicio de las expansiones de red.
3. Como es de conocimiento del Consejo, en el Comité de Transmisión el Grupo de Energía de Bogotá-GEB planteó varias alternativas para la atención de la demanda del Putumayo (Junín) con la puesta en servicio de la Subestación Renacer 230 kV. Entre las opciones analizadas, GEB recomendó la conexión tipo T de Junín al enlace Jamondino-Renacer 230 kV. Adicionalmente, MINENERGÍA solicitó al Consejo definir las acciones operativas que eviten la desconexión de la demanda del Putumayo en el corto plazo. Por lo anterior, el viernes 6 de noviembre se reunirán los subcomités de Protecciones y SAPE para analizar todas las alternativas, incluyendo la propuesta de INTERCOLOMBIA de utilizar una bahía de reactor para configurar una conexión normalizada de la demanda de Junín en la subestación Renacer, “sacrificando” claro está, la energización de un reactor para el control de tensiones en tiempo real.
4. Mediante la Resolución CREG 187 de 2020 se establecieron las disposiciones para la actualización del Esquema de Separación de Áreas-ESA de la interconexión Colombia-Ecuador a 230 kV. En el artículo 1 de esta Resolución se prevé que el CND debe informar al CNO sobre la necesidad de actualización del ESA, y ambos deben acordar el plazo que tendrán los transmisores responsables de la interconexión para la entrada en operación comercial de estos activos. Adicionalmente, estos últimos deben presentar, para aprobación del CNO, el plan de acción para la actualización del ESA, incluyendo el cronograma con el detalle de las actividades necesarias para la puesta en operación del nuevo Esquema.
5. La Comisión expidió la Resolución CREG 193 de 2020, que modifica la Resolución CREG 022 de 2001 relacionada con la expansión del STN. En ella la CREG extiende el concepto de ampliación incorporando nuevas figuras, como:
* Bahías para compensaciones fijas.
* Equipos para control de tensión.
* Esquemas de separación de áreas, ESA.
* Cambio de conductores en líneas existentes o de bahías en subestaciones, por otros activos de mayores especificaciones a las consideradas en la definición de las unidades constructivas existentes.
* Implementación de Unidades Constructivas que componen los Centros de Supervisión y Maniobra del STN.
* Instalación de módulos de compensación o sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna, FACTS, en subestaciones o en líneas.

Al respecto, se destaca la posibilidad que brinda la norma para la repotenciación de líneas y elementos de subestaciones, no obstante, debe aclararse con la Comisión la instrumentación del Artículo 6, ya que las Unidades Constructivas en el STN no están tipificadas por capacidad de transporte de corriente o capacidad de cortocircuito. Adicionalmente, la Resolución establecen que dichas ampliaciones pueden ejecutarse en instalaciones que ya estén en operación, o en proyectos adjudicados mediante procesos de selección para los que ya esté en firme la resolución que hace oficial el ingreso anual esperado de estos proyectos.

1. El Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40311 de 2020, “*Por la cual se establecen los lineamientos de política pública para la asignación de capacidad de transporte a generadores en el Sistema Interconectado Naciona*l”, la cual contiene el siguiente lineamiento en el numeral 11 del artículo 4:

“*Si a la fecha prevista para la puesta en operación de un proyecto de generación, por retrasos en la puesta en servicio de obras de expansión del Sistema Interconectado Nacional, no se cuenta con la capacidad de transporte que le fue asignada al proyecto, la Unidad de Planeación Minero-Energética-UPME podrá dar concepto favorable para que el proyecto se conecte temporalmente con una capacidad de transporte menor a la asignada. Igualmente, si mientras entran en operación proyectos de generación con capacidad de transporte asignada por la UPME, se cuenta con disponibilidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional, la Unidad podrá dar concepto favorable para que se conecten de manera temporal otros proyectos de generación que beneficien al sistema cumpliendo los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.*

*La Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG, o la entidad que ésta determine, definirá las condiciones, mecanismos y/o esquemas operativos de aquellos casos en que para la fecha de entrada en operación de un proyecto de generación, por retrasos en la puesta en servicio de obras de expansión del Sistema Interconectado Nacional, no se cuenta con la capacidad de transporte que le fue asignada al proyecto por la UPME, y así garantizar que en todo momento, se cumplan los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad de operación en las redes del Sistema Interconectado Nacional.*

*Estas condiciones temporales no modifican las obligaciones que un proyecto de generación tenga con el sistema. En caso de que exista más de un interesado en la conexión temporal, se podrá priorizar a los proyectos que tienen obligaciones adquiridas en los mecanismos de mercado que defina para efectos de priorización el Gobierno Nacional, el Ministerio de Minas y Energía o la CREG*”.

En función de dichos lineamientos, la CREG publicó para comentarios hasta el 5 de noviembre de 2020 la Resolución CREG 208 “*Por la cual se dictan normas para la conexión temporal de generadores al SIN*”. En el artículo 1 de este proyecto se plantea que la UPME podrá evaluar la factibilidad de dar concepto para que una planta se conecte operando temporalmente con una capacidad menor a la asignada, hasta contar con la disponibilidad en el sistema de transporte. También se propone que la Unidad pueda conceptuar sobre solicitudes temporales por periodos de tiempo donde se detecte que es posible.

Finalmente, la Resolución plantea, entre otros aspectos:

* La UPME definirá los plazos y la capacidad máxima que la planta de generación pueda entregar dependiendo de las condiciones del sistema.
* El CND establecerá los mecanismos o esquemas operativos requeridos para garantizar que no se supere la capacidad temporal autorizada y que, en todo momento, se cumplan los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad en la operación del SIN.
* La UPME procederá a realizar el análisis correspondiente para emitir su concepto, sin requerir el visto bueno del transportador. Una vez emitido el concepto favorable de la Unidad, el transportador deberá llevar a cabo las gestiones necesarias para permitir la conexión del generador al sistema en las condiciones y fechas aprobadas por el Planeador.
1. El CNO envió comunicación a la CREG aclarando que el Acuerdo 1019, sobre Esquemas Suplementarios de Protección, no puede ser aplicado para la conexión de nuevos proyectos de generación, o para su incorporación temprana al SIN. La carta se encuentra disponible en la página web del Consejo.
2. El CNO en función de los requerimientos de DI-AVANTE, consultor de la CREG que está revisando los modelos para el cálculo de la ENFICC de plantas de generación variable, envió a la Comisión el diagnóstico de la evolución de la sedimentación de veinticinco (25) embalses del Sistema Interconectado Nacional-SIN, con corte a septiembre 2020. Asimismo, adjunto los documentos “*Anexo 1-Alcance C-El factor de conversión operacional (FCo) como alternativa al FC del actual protocolo”* y “*Evaluación del impacto en el sector eléctrico de la guía de estimación del caudal ambiental en Colombia”*. La comunicación puede ser consultada en la página web del Consejo.
3. El Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO está construyendo la propuesta de actualización del Acuerdo 1327, reformulando la metodología para la realización de los análisis de potencia. Específicamente se quiere llevar a cabo el análisis para el mes más cercano y reflejando, con la mejor información, el estado esperado de la red de transporte del SIN y la disponibilidad de combustible con resolución diaria.
4. Teniendo en cuenta la tarea asignada por el CNO al SPO, respecto a su recomendación de mantener o no la Curva de Referencia en los análisis de la situación energética en el marco de la Resolución CREG 125 de 2020, este subcomité concluyó:

“*El Indicador de embalsamiento debería continuar, sin embargo, el mismo debe tener un horizonte temporal para que el Consejo pueda tomar decisiones de manera anticipada. Adicionalmente, debe definirse claramente cuáles son los supuestos para construirlo y establecer cuáles serían las variables susceptibles de actualización para modificarlo*”.

1. Considerando la importancia de analizar alternativas sistémicas que mejoren la flexibilidad del SIN por las características propias de las tecnologías de generación convencional y el estado actual y esperado del Sistema, el subcomité de Plantas del CNO está construyendo los términos de referencia para la contratación de un estudio que permita determinar en el corto, mediano y largo plazo cuales son las mejores opciones (costo-efectivas) para incrementar dicha flexibilidad. En la primera reunión del Consejo del 2021 se presentará la propuesta de términos.
2. El CND presentó en el SAPE y en la reunión conjunta de los Comités de Operación, Transmisión y Distribución, la versión más actualizada del Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo-IPOEMP. Del mismo destaca los análisis asociados a la red a 500 kV que se espera esté en servicio en el año 2021. Si bien los nuevos enlaces permitirán, por ejemplo, un incremento del límite de importación del área Caribe en casi 900 MW, el CND llama la atención sobre las situaciones operativas que se podrían presentar en tiempo real para el control de tensiones por el aporte capacitivo de la nueva infraestructura. En este sentido, se recomendó nuevamente a la UPME estudiar la posibilidad de instalar elementos de compensación inductiva en varias zonas del SIN.
3. En el Subcomité de Controles TRINA SOLAR presentó su experiencia llevando a cabo las pruebas definidas en la Resolución CREG 060 de 2019, para la planta Bosque Solar de Los Llanos, conectada en el SDL. Al respecto, el agente generador manifestó que, en promedio, se requirieron cuatro (4) intentos para lograr cubrir todo el rango operativo de la planta de generación en las pruebas de los sistemas de control. En relación con las otras pruebas, no se indicó alguna dificultad aplicando los protocolos del Consejo.